

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАНА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОДЗЕМНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

К.С. Коликов¹, Фан Туан Ань¹, Р.А. Хусаинов², Г.И. Матниязова²

¹ НИТУ «МИСиС», Москва, Россия, e-mail: kolikovks@mail.ru

² РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина (НИУ), Москва, Россия

Аннотация: Дегазация угольных пластов – один из важных инструментов для безопасного труда шахтеров. Увеличение глубины проведения работ по добыче угля уменьшает эффективность данного инструмента за счет снижения проницаемости трещин угольного породе, что, в свою очередь, ведет к уменьшению газовыделения. Для увеличения газотдачи используют различные методы воздействия на угольные пласты, которые влияют на зону контакта пласта со скважиной, в различной степени меняют проницаемость породы за счет естественной трещиноватости, а также создают новые системы трещин. В качестве такого метода дегазации был опробован гидроразрыв (ГРП) без пропанта через пластовые скважины, пробуренные из подготовительных выработок на шахте им. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» [1]. Заканчивание скважин в угольных пластах схоже с процессом в традиционных газовых коллекторах, однако в силу уникальных свойств угля в процесс были внесены корректировки. Некоторые свойства угля и сопутствующие проблемы, связанные с добычей метана из угля, включают в себя: крошимость угля, система трещин чувствительна к блокировке цементом или буровыми растворами, при заканчивании и добыче образуется нежелательный угольный шлам; в трещиноватых углях зачастую обнаруживается большее давление. Одним из основных вопросов для оценки рисков при проведении гидродинамического воздействия является обоснование конструкции скважины (выделение зоны герметизации и открытого забоя). В настоящее время в качестве одного из основных параметров скважины применяется длина герметизации скважин 35 м, гидрообработка проводится через необсаженную часть скважины длиной от 2 до 7 м [2]. Задачей исследования являлось обоснование параметров конструкции скважины на основе сопоставления гидродинамических моделей участков угольного пласта без воздействия и с воздействием, провести адаптации объемов извлечения газа по базовой модели и модели, в которой воспроизводился процесс гидравлического разрыва пласта и выполнить сравнение накопленных объемов извлеченного газа при различных схемах заканчивания. Моделирование производилось с использованием ПО TNavigator.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), метан угольных пластов (МУП), геофизические исследования скважин (ГИС), давление, моделирование, дегазация, параметры, конструкция, эффективность.

Для цитирования: Коликов К. С., Фан Туан Ань, Хусаинов Р. А., Матниязова Г. И. Исследование влияния параметров конструкции скважин на эффективность извлечения метана при использовании подземного гидроразрыва // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 12. – С. 152–165. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_12_0_152.

Impact of borehole design on methane recovery efficiency in hydraulic fracturing

K.S. Kolikov¹, Phan Tuan Anh¹, R.A. Khusainov², G.I. Matniazova³

¹ National University of Science and Technology «MISIS», Moscow, Russia,
e-mail: kolikovks@mail.ru

² Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

Abstract: Coal seam gas drainage is an important tool to ensure labor safety of miners. The growing depth of coal mining reduces efficiency of this tool because of lower permeability of cracks in deeper level coal, which leads to weakened gas emission. It is possible to enhance gas recovery by way of various treatment of coal seams in order to stimulate the coal–borehole interface, to change the permeability of rocks using natural jointing and to create new systems of joints. As a gas drainage method, proppant-free hydraulic fracturing was tested in boreholes drilled in temporary roadways in Kirov Mine of SUEK-Kuzbass [1]. Completion of boreholes in coal seams is the same as in conventional gas reservoirs but needs an adjustment in view of the unique properties of coal. Some coal properties and problems connected with coal seam methane production are: crushability of coal; sensibility of joint systems to cementing or grouting, which results in formation of unwanted coal slack during injection and production; frequently increased pressure in jointed coal. One of the major point in risk assessment in hydrodynamic treatment is justification of borehole design (delineation of sealing zone and open face). At the present time, one of the main parameters of a borehole is the sealing length of 35 m, while hydraulic treatment is carried out in the uncased borehole interval 2 to 7 m long [2]. This study aimed to justify the borehole design based on the comparison of hydrodynamic models of coal seam areas with and without treatment. It was necessary to adapt gas recovery volumes from the reference model and the model with hydraulic fracturing, and to compare the gas recovery volumes in different injection schemes. The modeling used software TNavigator.

Key words: hydraulic fracturing (HF), coal seam methane (CSM), well log survey (WLS), pressure, modeling, gas drainage, parameters, design, efficiency.

For citation: Kolikov K. S., Phan Tuan Anh, Khusainov R. A., Matniazova G. I. Impact of borehole design on methane recovery efficiency in hydraulic fracturing. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2022;(12):152-165. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_12_0_152.

Введение

Уголь — это порода с естественной трещиноватостью, имеющая систему кливажей и второстепенных трещин. По причине множества уникальных свойств угля количественное определение коллекторских свойств, эффективности воздействия на пласт и прогнозных уровней извлечения метана является трудноосуществимой задачей и требует создания оригинальных способов теоретического анализа.

Часть образующегося в течение ранней углефикации биогенного газа и образующегося при последующем метаморфизме термогенного газа удерживается внутри угольных залежей в адсорбированном состоянии на большой удельной поверхности органического вещества. Так как адсорбированный газ обладает относительно высокой плотностью, значительные его объемы содержатся даже при сравнительно низких пластовых давлений.

В отличие от традиционных коллекторов в угольных породах при нормальном ходе углефикации и/или нарушении залегания пластов всегда образуется одна или две сети продольных трещин (вертикальный кливаж). Скелет пористой породы между трещинами (кливажем) относительно непроницаем и утолщается при адсорбции и сжимается при десорбции газа, т.е. трещиноватая проницаемость может увеличиваться в процессе извлечения метана.

Угольные пласты рассматриваются (моделируются) как системы с двойной или тройной пористостью, состоящие из микро- (и переходных мезо-) и макропор. Макропористость включает трещины, пористость компонентов горной породы и гранулярную пористость. Хотя процесс фильтрации газа и флюидов в угле еще не в полной мере изучен, считается, что макропористость проявляется в проницаемости угольных коллекторов, а микропористость дает большую удельную поверхность угля, а значит, проявляется в насыщенности породы адсорбированным газом.

Извлечение угольного метана происходит под влиянием снижения давления в пласте вследствие откачки воды из влажных углей, или из-за падения газового давления в случае дегазации сухих углей. Падение давления вызывает десорбцию газа из материнской по-

роды угля (что установлено с помощью адсорбционной изотермы) и его диффузионное движение по скелету пористой породы к естественным трещинам или более крупным порам [3–8]. Система трещин (кливаж), проницаемость которой значительно выше проницаемости скелета пористой породы, практически полностью насыщена водой, а следовательно, в процессе разработки залежи происходит изменение относительных фазовых проницаемостей (рис. 1) [9].

О присутствии метана в угольных месторождениях известно давно по наличию проблем с выбросами газа. Изначально извлечение газа было необходимо для обеспечения безопасных условий труда шахтеров.

Как полезное ископаемое в настоящее время метан оценивается с двух позиций:

1. Метан как самостоятельное полезное ископаемое на участках, не осваиваемых угольной промышленностью. Данный газ используется в промышленных целях с учетом экономической рентабельности [10, с. 50–98].

2. Метан как вторичный ресурс и этап дегазационной подготовки угольного пласта при добыче основного полезного ископаемого — угля. Извлечение метана обуславливается необходимостью обеспечения безопасности труда и эффективности добычи угля.



Рис. 1. Схема выделения метана [9]

Fig. 1. Methane release scheme [9]

Заканчивание скважин и анализ эффективности воздействия на МУП

Большое разнообразие видов архитектуры стволов скважин, проектов заканчивания и воздействия на пласт и скважину используется для извлечения МУП.

До недавнего времени, самым популярным методом извлечения МУП было забуривание вертикальных скважин с искусственным забоем в однослойных и многослойных угольных пластах с последующим проведением гидравлического разрыва пласта, или пневмо-гидродинамическим воздействием на пласт с кавернообразованием или вызовом естественного притока метана в скважинах с открытым забоем.

В последние два десятилетия стали часто применять горизонтальные скважины (одноствольные и многоствольные) для эксплуатации некоторых месторождений МУП. Многие скважины предусматривали применение открытого забоя и естественным вызовом притока — для оценки эффективной (участвующей в добычи) длины ствола скважины, при этом могли проводиться опробования скважин и усовершенствованные методы анализа их продуктивности. В своей работе Кларксон и др. (2011) приводят примеры использования линейных методов и методов теоретических кривых для анализа горизонтальных скважин МУП (без интенсификации притока) с однофазной (сухой газ) и с двухфазной (газ и вода) продукцией [11 – 15].

При проведении ГРП в угольных пластах необходимо учитывать следующие особенности: большинство проблем при проведении ГРП связано с неоднородностью свойств угольного массива, в том числе геомеханических свойств и параметрами системы естественных трещин в угле. Как следствие искусственные

трещины сильно зависят от профилей пластовых напряжений и их изменения во время бурения и ГРП. Давление закачки может быть выше, чем в традиционных пластах. Системы кливажей влияют на траекторию трещин и могут привести к трещинам со сложной структурой, что повысит давления закачки. Обломки породы в призабойной зоне или мелкая фракция, появляющаяся в процессе ГРП, также способствуют увеличению давления закачки [16 – 18].

Отдельным видом гидроразрыва угольных пластов является гидрорасчленение, осуществляемое в качестве технологии заблаговременной дегазации угольных пластов. Принципиальное отличие гидрорасчленения от гидроразрыва определяется требованием раскрытия трещин только в угольном пласте, не допуская их распространения в породы кровли и почвы. Это обеспечивается в первую очередь строгим соблюдением начального этапа выхода на рабочий режим гидрообработки [19]. Сущность способа заключается в многократном повышении проницаемости в результате нагнетания рабочей жидкости в угольные пласты с темпом, превышающим их естественную приемистость, что приводит к раскрытию естественных трещин и объединению их в единую гидравлическую систему, ориентированную к скважине [20]. Необходимым элементом технологии для повышения газоотдачи является извлечение рабочей жидкости, обеспечивающее повышение фазовой проницаемости. Следует отметить, что гидродинамическое воздействие приводит и к изменению напряженно-деформированного состояния и физических свойств угля, что имеет особенно важное значение при подготовке выбросоопасных угольных пластов. В качестве рабочей жидкости предусмотрено применение технической воды, использование пропанта не предусмотрено [21].

Объект и задача исследования

Объектом исследования был выбран участок на шахте им. С.М. Кирова (выемочный участок 24–58, пласт «Болдыревский»), где была апробирована технология предварительной дегазации пласта с использованием подземного гидроразрыва через пластовые скважины [1].

Данный способ достаточно широко применялся и исследовался в 70-е и 80-е годы XX в. на шахтах Донбасса, Кузбасса и Карагандинского бассейна. Основные проблемы его широкого применения заключались в отсутствии насосного оборудования необходимой производительности и обеспечении качественной герметизации скважин, особенно при проведении гидроразрыва через пластовые скважины [22 – 23]. В основном применялись шланговые герметизаторы, а темп закачки рабочей жидкости, как правило, не превышал 1 л/с, что приводило к необходимости применения поинтервального гидроразрыва, который значительно усложнял технологию ведения дегазационных работ.

Развитие горно-шахтного оборудования обеспечило возможность использо-

вания насосного оборудования с темпом до 10 л/с, а использование смол обеспечивает возможность качественной герметизации в широком диапазоне горно-геологических условий [24 – 25].

Проблема герметизации скважин гидроразрыва была связана с тем, что качественную герметизацию можно обеспечить только в условиях полевой подготовки, которая в нашей стране применяется в незначительных объемах. На основе предварительных исследований длина участка герметизации скважины гидроразрыва рекомендована в 35 м (рис. 2). Данная величина определяется с одной стороны техническими возможностями оборудования применяемого при герметизации, с другой стороны необходимостью предотвращения прорыва рабочей жидкости из скважины в пластовую горную выработку. На первом поисковом экспериментальном этапе работ герметизация осуществляется шахтиклеем.

После герметизации скважину разбуривают на 2 – 7 м, формируя интервал обработки, и нагнетают рабочую жидкость в скважину с темпом до 600 л/мин (10 л/с). Объем нагнетания воды в одну

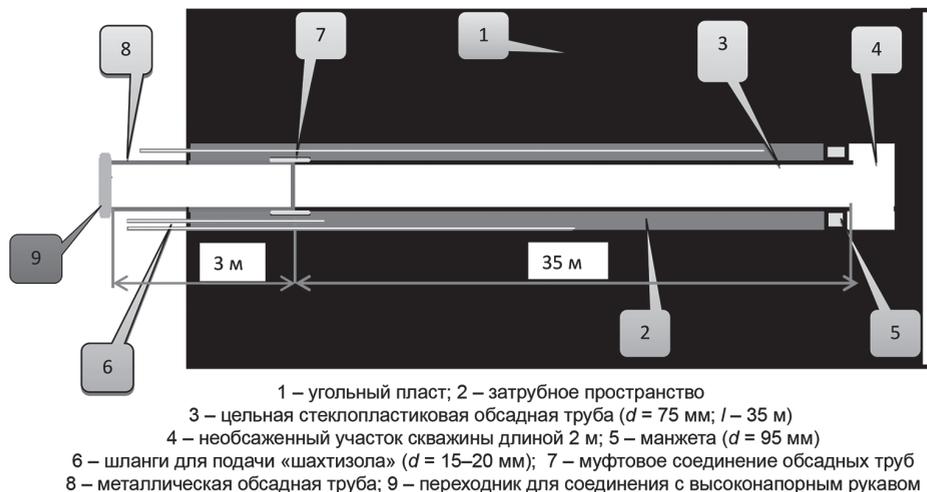


Рис. 2. Схема герметизации скважины гидроразрыва

Fig. 2. Hydraulic fracturing well sealing scheme



Рис. 3. Зоны сравнения для исследования [24]

Fig. 3. Comparison zones for the study [24]

скважину составляет 5 – 30 м³ и корректируется по результатам наблюдений за водопроявлениями в подготовительной выработке. В случае прорыва воды в выработку гидрообработка прекращается.

После проведения гидродинамической обработки угольного пласта осуществляется замер пластового давления и величина газовыделения в скважину. Затем обработанный участок угольного пласта обуривается дегазационными скважинами, которые подключаются к вакуум-насосной станции (ВНС) [23].

Опытные работы подтвердили технологичность и работоспособность технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП). Доказана возможность существенного увеличения эффективности предварительной дегазации при использовании подземного гидроразрыва через пластовые скважины.

Задача исследования – оценить влияние увеличения длины необсаженной и обсаженной частей скважин гидроразрыва на накопленную добычу газа.

В качестве объекта для исследования были выбраны две зоны выемочно-го участка 24–58.

Первая – сравниваемая зона 300 м – зона, где не проводилась обработка, бы-

ла взята в качестве оценки эффективности стандартной технологии предварительной пластовой дегазации.

Вторая зона – 220 м – зона подземного гидроразрыва, по результатам которой оценивалась эффективность технологии ПодзГРП (рис. 3) [24].

Средняя мощность пласта – 2,22 м и колеблется в пределах 1,9–3 м. Непосредственная кровля пласта – аргиллит мощностью 5,0 м средней крепости и средней устойчивости ($f = 3–4$). Непосредственная почва пласта – аргиллиты средней крепости ($f = 3–4$), верхний предел которой на мощность 0,2–0,6 м с прожилками угля ($f = 2–2,5$) [26].

Глубина залегания пласта 394–464 м, пористость угля 6,4% (от 1 до 11,5%). На рассматриваемых участках прогнозная газоносность – 14–16 м³/т с.б.м., что требует дегазации разрабатываемого пласта для обеспечения высоких нагрузок [27].

Естественная проницаемость пласта составляет $(10–50) \cdot 10^{-4}$ мД, в зоне скважины после гидроразрыва она возросла на 2–3 порядка и составила 0,15–0,8 мД.

Газоносность углевмещающих пород характеризуется низкими значениями

от 0,1 до 0,2 см³/г. Коллекторские свойства углевмещающих пород: общая пористость — до 10,08%, открытая пористость — до 9,24%, газопроницаемость — до 0,01 мД.

Оптимизация параметров скважин гидровоздействия осуществляется на основе сравнения дебитов и суммарного съема метана из скважин пластовой дегазации, которые бурятся через 12 м по всему выемочному участку как в зонах подземного гидроразрыва, так и в сравниваемых зонах [1].

Решение задачи

Для того чтобы оценить влияние длины обсаженного и необсаженного участков скважин ПодзГРП на его эффективность, использовались расчеты на гидродинамических моделях. В гидродинамическом симуляторе разработка метанугольного пласта моделируется посредством использования опции двойной пористости (одинарной проницаемости) и специальной опции метанугольного пласта LANGMUIR [28, 29].

Модель двойной пористости состоит из двух взаимосвязанных систем, представляющих угольную матрицу и систему высокопроницаемых трещин. Связь между матрицей и трещинами выстраи-

вается для моделирования потока между двумя системами. Физические процессы описываются модифицированной моделью Уоррена и Рута.

Ключевое слово DUALPORO отображает модель двойной пористости в виде матричных блоков и системы трещин. Течение жидкости в пласте происходит через сеть трещин, причем матричные блоки действуют как аккумуляторы газа.

Концентрация адсорбированного на поверхности угля метана считается функцией давления, описываемой изотермой Ленгмюра. Изотерма Ленгмюра обозначается ключевым словом LANGMUIR и вводится в виде таблицы с данными по давлению и концентрации адсорбированного газа.

Соответствующие модели рассматриваемого выемочного дегазационного участка были созданы в программном комплексе RFD tNavigator (рис. 4).

Параметры моделей были заданы в соответствии с данными выемочного участка 24—58 (табл. 1).

Большое значение в решении поставленной задачи имела неопределенность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) моделируемого выемочного участка метанугольного пласта. Поскольку дос-

Таблица 1

Исходные данные для моделирования

Initial data for modeling

Параметры	Базовая модель без ГРП	Модель с ГРП
Размеры модели, м	300×300	220×300
Толщина угольного пласта, м	3	3
Количество скважин под ГРП, шт	—	3
Расстояние между скважинами ГРП, м	—	50
Количество дегазационных скважин, шт	25	18
Расстояние между дегазационными скважинами, м	12	12
Длина дегазационных скважин, м	150	150
Длина обсаженного фактического ствола, м	35	35
Длина необсаженного фактического ствола, м	1	1

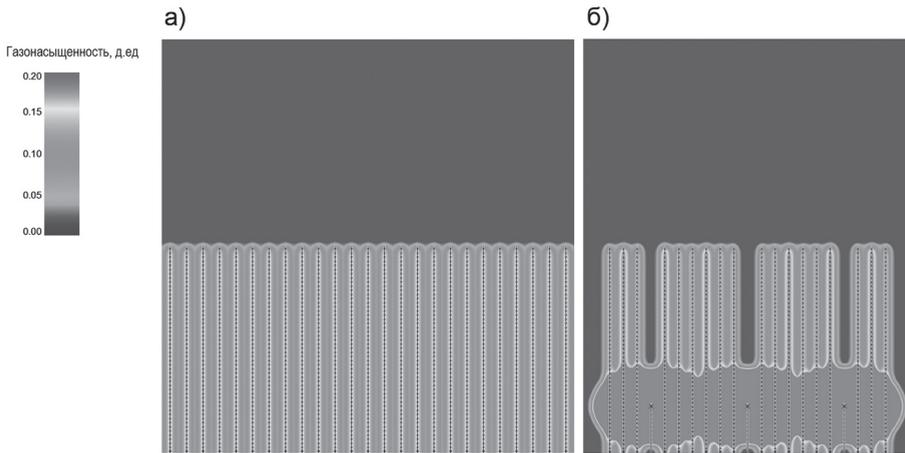


Рис. 4. Поле распределения насыщенности в моделях без ГРП (а) и с ГРП (б)

Fig. 4. Saturation distribution field in models without hydraulic fracturing (a) and with hydraulic fracturing (b)

товерные данные о ФЕС пласта отсутствовали, а имеющиеся данные по извлечению метана носили фрагментарный характер, то для получения модели, корректно воспроизводящей извлечение, решалась обратная задача. Она заключалась в адаптации ФЕС модели, а именно подбору параметров пласта (пористости и проницаемости трещин и матрицы) и параметров зоны ГРП (размеров зоны влияния, степень улучшения фильтрационно-емкостных свойств этой зо-

ны) таким образом, чтобы оптимизировать невязку получаемой на модели извлечения газа с объемами извлечения газа по факту.

При этом требовалось обеспечить соответствие извлечения как по базовому участку сравнения, в котором не происходило ГРП, так и по участку, который подвергался обработке. Для определения зоны влияния ГРП моделировалась закачка жидкости для гидроразрыва в пласт. В ходе закачки, фильтрационные

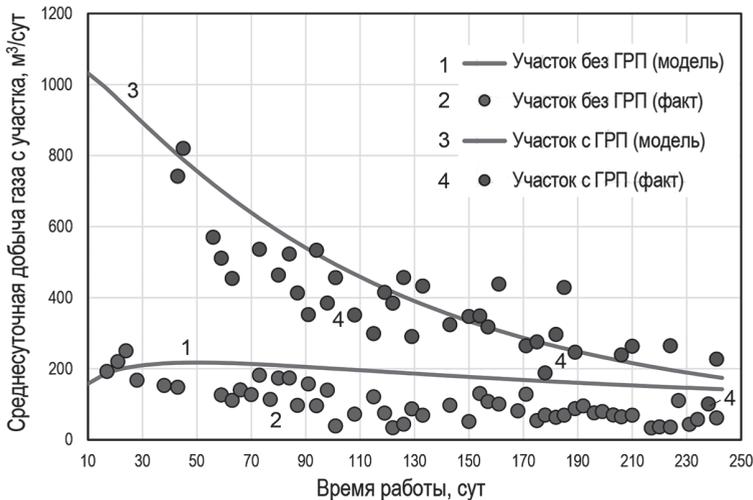


Рис. 5. Результаты адаптации объемов добычи газа

Fig. 5. Results of gas production volume adaptation

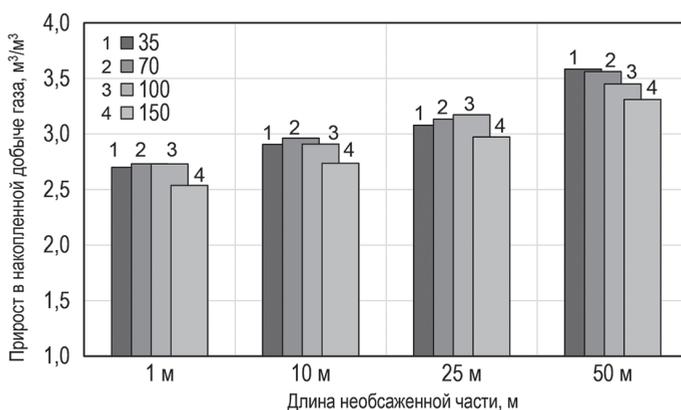


Рис. 6. Зависимость прироста в накопленной добыче газа от длины обсаженных и необсаженных интервалов скважин под ГРП

Fig. 6. Dependence of the increase in accumulated gas production on the length of cased and unsettled intervals of wells under hydraulic fracturing

свойства ячеек модели, давление в которых превышало пороговую величину, итеративно улучшались, для обеспечения соответствия фактической и модельной добычи газа.

На рис. 5 показаны результаты адаптации объемов извлечения газа по базовой модели и модели, в которой проводился процесс ГРП. Учитывая неполноту имеющихся данных, результаты расчетов показывают удовлетворительное соответствие фактическим данным, что позволяет использовать модели для дальнейших расчетов.

Для дальнейшего анализа подход с определением зоны улучшения фильтрационно-емкостных свойств в результате ГРП распространялся на другие варианты с различными длинами обсаженного и необсаженного ствола скважин по ГРП. При этом объем накопленной закачки жидкости для ГРП принимался аналогичным по всем вариантам. В частности были рассмотрены варианты с длиной обсаженной части ствола скважин равным 35, 70, 100 и 150 м, а также варианты с длинами необсаженной части ствола составляющими 1, 10, 25 и 50 м. На рис. 6 показаны зависимости приростов накопленной добычи

от соотношения длин частей горизонтального ствола. Первый вариант с приростом 2,7 соответствует для 35 м обсаженного ствола и 1 м необсаженного участка (табл. 1). Данный прирост адаптирован под фактические данные по извлечению газа (рис. 5). Увеличение длины обсаженного ствола до 70, 100 м при необсаженном участке 1 м позволяет увеличить прирост до 2,73 (<5%). Увеличение необсаженной длины ствола до 150 м снижает прирост в накопленной добыче до 2,54, так как уменьшается зона обработки в каждой скважине ГРП.

В зависимости от длины обсаженного участка при одинаковой длине необсаженного участка разный прирост в добыче обусловлен асимметрией расположения зоны улучшенных свойств после ГРП. Расположение скважины в середине участка моделирования позволяет отобрать больший объем газа. Таким образом, максимальный прирост в накопленной добыче 3,58 был получен при 50 м обсаженной длины и 35 м необсаженной длины. Дальнейшее увеличение длины необсаженного ствола включает негативный фактор сужения области обработки.

Выводы

Исследование по обоснованию параметров скважины (длины обсаженного и рабочего участков горизонтального ствола) ПодзГРП является многопараметрической задачей. Неопределенности в прогнозировании многих свойств угля (распределение трещиноватости, объем трещин, наличие техногенных трещин, газонасыщенность угля в условиях шахты и в массиве, напряжено-деформиро-

ванное состояние) усложняют процесс анализа выходных данных. Увеличение длины необсаженного ствола имеет двойственную природу, при достижении длины большей, чем длины дегазационных скважин отбора (150 м) прирост в добыче газа начинает замедляться. В условиях данных участков лучший результат показала конфигурация скважины с обсаженным участком 50 м и необсаженным 35 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ютяев Е. П. Обоснование технологии интенсивной подземной разработки высокогазоносных угольных пластов. Автореферат диссертации на соискание учен. степени доктора техн. наук. — Кемерово: КузГТУ, 2019. — 46 с.
2. Сластунов С. В., Мазаник Е. В., Понизов А. В., Сметанин В. С. Методика проведения шахтных экспериментальных испытаний технологии передовой дегазации пласта-спутника «Подполеновский» с использованием гидроразрыва углепородной толщи // Приднепровский научный вестник. — 2017. — Т. 4. — № 11. — С. 72–83.
3. Clarkson C. R., Jordan C. L., Gierhart R. R., Seidle J. P. Production data analysis of coal-bed-methane wells // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2008, vol. 02, pp. 311–325. DOI: 10.2118/107705-PA.
4. Григорьев Г. А., Афанасьева Т. А. Перспективы промышленного освоения нетрадиционных ресурсов газа в России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7. — № 2. http://www.ngtp.ru/rub/9/29_2012.pdf.
5. Pavlyukov N., Melikov R., Pavlov V., Ptashniy A., Stepanov A., Kalabin A., Kuzovkov A., Gordeev A., Arzhilovskiy A., Samoilov M., Matveev D., Prokhorov A., Khamidov T., Korolev A., Loznyuk O., Shaybakov R., Gabuniya G. An integrated approach for planning of multistage hydraulic fracturing in low-permeability gas-saturated reservoirs with natural fractures / Society of Petroleum Engineers. SPE Russian Petroleum Technology Conference RPTC 2019. Moscow, 2019. DOI: 10.2118/196904-MS.
6. Кейбал А. В., Хайдина М. П. Выход на самоокупаемость заблаговременной дегазации угольных пластов: «pro et contra» // Горная промышленность. — 2014. — № 4 (116). — С. 82–88.
7. Chaohua Guo, Rongji Li, Jiwen Sun, Xin Wang, Hongji Liu A review of gas transport and adsorption mechanisms in two-component methane-carbon dioxide system // International Journal of Energy Research. 2020, vol. 44, no. 4, pp. 2499–2516.
8. Захаров В. Н., Ульянова Е. В., Малинникова О. Н., Пашичев Б. Н. Влияние петрографического состава угля на его способность к удержанию метана // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2021. — № 12. — С. 88–98. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_12_0_88.
9. Turnadge Ch., Mallants D., Peeters L. Overview of aquitard and geological fault simulation approaches in regional scale assessments of coal seam gas extraction impacts. Affiliation: CSIRO, 2018, pp. 20–120.
10. Балмасов Н. Н., Баранчугов В. К., Быкадоров В. С. и др. Минерально-сырьевая база угольной промышленности. В 2-х томах. Т. 1. — М.: Изд-во МГГУ, 1999. — 633 с.

11. Тимофеев Ю. Л., Ляпков Д. П., Кейбал А. В., Кейбал А. А., Козлова А. Н. Некоторые аспекты заканчивания наклонно направленных метанугольных скважин, пробуренных вдоль продуктивного пласта // Технологии нефти и газа. — 2011. — № 2. — С. 50–58.

12. Clarkson R. C. R., Bustin R. M. M. Coalbed methane: Current field-based evaluation methods // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011, vol. 14, no. 01, pp. 60–75. DOI: 10.2118/131791-PA.

13. Naiks S., Yang S., Bedrikovetsky P., Woolley M. Analytical modeling of the water block phenomenon in hydraulically fractured wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019, vol. 62, pp. 56–70. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.04.018.

14. Chaohua Guo, Rongji Li, Jiwen Sun, Xin Wang, Hongji Liu A review of gas transport and adsorption mechanisms in two-component methane-carbon dioxide system // International Journal of Energy Research. 2020, vol. 44, no. 4, pp. 2499–2516. DOI: 10.1002/er.5114.

15. Harms W. M., Scott E. Patent US-0850729 (1992-03-13) Method for stimulating methane production from coal seams.

16. Qin Y., Wu J., Li G., Wang Y., Shen J., Zhang B., Shen Y. Patterns and pilot project demonstration of coal measures gas production // Metan Xuebao. Journal of the China Coal Society. 2020, vol. 45, pp. 2513–2522. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.DZ20.0621.

17. Zheng L., Tao X., Wei P., Wu T., Liu H., Cao Z. Multi-reservoir production damage physical simulation system and its application in coal-measure gas production // Metan Xuebao. Journal of the China Coal Society. 2021, vol. 46, pp. 2501–2509. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.CB21.0808.

18. Chen S., Liu Y., Zhang J., Li P., Tang X., Li Z., Dong Z., Xu L., Zhao X. Formation conditions and evolution of fractures in multiple tight rocks: Implications for unconventional reservoir exploitation // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021, vol. 200, article 108354, pp. 30–35. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108354.

19. Королева В. Н., Захарова А. А. Возможные пути повышения эффективности извлечения метана из угленосной толщи // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2011. — № 51. — С. 221–226.

20. Королева В. Н. Научное обоснование и разработка технологических решений по повышению безопасности горных работ на базе эффективной дегазации с утилизацией метана на основе газогидратных процессов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора техн. наук. — М.: МГГУ, 2005. — 44 с.

21. Сластунов С. В., Понизов А. В., Садов А. П., Хаутиев Н. П. Гидрорасчленение угольных пластов для их эффективной дегазационной подготовки через подземные скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2020. — № 6-1. — С. 15–25. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-61-0-15-25.

22. Сластунов С. В., Мазаник Е. В., Садов А. П. Новые технологические решения в области предварительной дегазации на основе активных воздействий на угольный пласт из подземных выработок // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2016. — СВ 1. — С. 107–117.

23. Сластунов С. В., Ютяев Е. П., Мазаник Е. В., Садов А. П., Понизов А. В. Шахтные испытания усовершенствованной технологии подземной пластовой дегазации с использованием гидроразрыва // Уголь. — 2016. — № 11. — С. 32–37. DOI: 10.18796/0041-5790-2016-11-32-37.

24. Сластунов С. В., Ютяев Е. П., Мазаник Е. В., Садов А. П. Разработка и совершенствование технологий пластовой дегазации для эффективной и безопасной отработки угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2018. — СВ 49. — С. 13–22. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-11-49-13-22.

25. Мазаник Е. В., Понизов А. В., Садов А. П., Сластунов С. В. Усовершенствованная технология предварительной дегазации угольных пластов на основе их гидроразрыва // Знание. — 2016. — № 5-1(34). — С. 111–116.

26. Елькин В. С. Разработка технологических схем обработки мощных пологих угольных пластов на газовых шахтах. Автореферат диссертации на соискание учен. степени кандидата техн. наук (25.00.22). — СПб.: СПбГУ, 2012. — 21 с.

27. Лупий М. Г. Обоснование технологии комплексной дегазации выемочных участков при высокоинтенсивной разработке газоносных угольных пластов. Автореферат диссертации на соискание учен. степени кандидата техн. наук. — М.: МГГУ, 2010. — 23 с.

28. Матниязова Г. И., Троеглазова А., Хайдина М. П., Оценка влияния прослоев вмещающих пород с низкой проницаемостью на извлечение метана из угольных отложений // Наука и техника в газовой промышленности. — 2018. — № 3(75). — С. 31–41.

29. Лаврухин Е. В., Карсанина М. В., Измаилов А. Ф., Герке К. М. Увеличение объемов численного моделирования в масштабе пор: метод разбиения на подкубы при выделении поросетевых моделей // NEFTEGAZ.RU. — 2019. — № 7(91). — С. 70–75. **МИАН**

REFERENCES

1. Yutyaev E. P. *Obosnovanie tekhnologii intensivnoy podzemnoy razrabotki vysokogazonosnykh ugol'nykh plastov* [Substantiation of the technology of intensive underground mining of high-gas-bearing coal seams], Doctor's thesis, Kemerovo, KuzGTU, 2019, 46 p.

2. Slastunov S. V., Mazanik E. V., Ponizov A. V., Smetanin V. S. Methods of conducting mine experimental tests of the technology of advanced degassing of the Podpolenovsky satellite formation using hydraulic fracturing of the carboniferous strata. *Pridneprovskiy nauchnyy vestnik*. 2017, vol. 4, no. 11, pp. 72–83. [In Russ].

3. Clarkson C. R., Jordan C. L., Gierhart R. R., Seidle J. P. Production data analysis of coal-bed-methane wells. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008, vol. 02, pp. 311–325. DOI: 10.2118/107705-PA.

4. Grigoriev G. A., Afanasyeva T. A. Prospects of industrial development of unconventional gas resources in Russia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2012, vol. 7, no. 2. [In Russ]. http://www.ngtp.ru/rub/9/29_2012.pdf.

5. Pavlyukov N., Melikov R., Pavlov V., Ptashniy A., Stepanov A., Kalabin A., Kuzovkov A., Gordeev A., Arzhilovskiy A., Samoilov M., Matveev D., Prokhorov A., Khamidov T., Korolev A., Loznyuk O., Shaybakov R., Gabuniya G. An integrated approach for planning of multistage hydraulic fracturing in low-permeability gas-saturated reservoirs with natural fractures. *Society of Petroleum Engineers. SPE Russian Petroleum Technology Conference RPTC 2019*. Moscow, 2019. DOI: 10.2118/196904-MS.

6. Keibal A. V., Khaydina M. P. Exit to self-sufficiency of advance degassing of coal seams: «pro et contra». *Russian Mining Industry Journal*. 2014, no. 4(116), pp. 82–88. [In Russ].

7. Chaohua Guo, Rongji Li, Jiwen Sun, Xin Wang, Hongji Liu A review of gas transport and adsorption mechanisms in two-component methane-carbon dioxide system. *International Journal of Energy Research*. 2020, vol. 44, no. 4, pp. 2499–2516.

8. Zakharov V. N., Ulyanova E. V., Malinnikova O. N., Pashichev B. N. Effect of petrographic composition on coal ability to retain methane. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021, no. 12, pp. 88–98. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_12_0_88.

9. Turnadge Ch., Mallants D., Peeters L. *Overview of aquitard and geological fault simulation approaches in regional scale assessments of coal seam gas extraction impacts*. Affiliation: CSIRO, 2018, pp. 20–120.

10. Balmasov N. N., Baranchugov V. K., Bykadorov V. S., etc. *Mineral'no-syr'evaya baza ugol'noy promyshlennosti*. T. 1 [Mineral resource base of the coal industry, vol. 1], Moscow, Izd-vo MGGU, 1999, 633 p.

11. Timofeev Yu. L., Lyapkov D. P., Keibal A. V., Keibal A. A., Kozlova A. N. Some aspects of completion of obliquely directed methane-coal wells drilled along the productive formation. *Tekhnologii nefti i gaza*. 2011, no. 2, pp. 50–58. [In Russ].

12. Clarkson R. C. R., Bustin R. M. M. Coalbed methane: Current field-based evaluation methods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2011, vol. 14, no. 01, pp. 60–75. DOI: 10.2118/131791-PA.

13. Naiks S., Yang S., Bedrikovetsky P., Woolley M. Analytical modeling of the water block phenomenon in hydraulically fractured wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2019, vol. 62, pp. 56–70. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.04.018.

14. Chaohua Guo, Rongji Li, Jiwen Sun, Xin Wang, Hongji Liu A review of gas transport and adsorption mechanisms in two-component methane-carbon dioxide system. *International Journal of Energy Research*. 2020, vol. 44, no. 4, pp. 2499–2516. DOI: 10.1002/er.5114.

15. Harms W. M., Scott E. *Patent US-0850729* (1992-03-13) Method for stimulating methane production from coal seams.

16. Qin Y., Wu J., Li G., Wang Y., Shen J., Zhang B., Shen Y. Patterns and pilot project demonstration of coal measures gas production. *Metan Xuebao. Journal of the China Coal Society*. 2020, vol. 45, pp. 2513–2522. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.DZ20.0621.

17. Zheng L., Tao X., Wei P., Wu T., Liu H., Cao Z. Multi-reservoir production damage physical simulation system and its application in coal-measure gas production. *Metan Xuebao. Journal of the China Coal Society*. 2021, vol. 46, pp. 2501–2509. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.CB21.0808.

18. Chen S., Liu Y., Zhang J., Li P., Tang X., Li Z., Dong Z., Xu L., Zhao X. Formation conditions and evolution of fractures in multiple tight rocks: Implications for unconventional reservoir exploitation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021, vol. 200, article 108354, pp. 30–35. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108354.

19. Koroleva V. N., Zakharova A. A. Possible ways to increase the efficiency of methane extraction from the coal-bearing strata. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2011, no. S1, pp. 221–226. [In Russ].

20. Koroleva V. N. *Nauchnoe obosnovanie i razrabotka tekhnologicheskikh resheniy po povysheniyu bezopasnosti gornyx rabot na baze effektivnoy degazatsii s utilizatsiyey metana na osnove gazogidratnykh protsessov* [Scientific substantiation and development of technological solutions to improve the safety of mining operations based on effective degassing with methane utilization based on gas hydrate processes], Doctor's thesis, Moscow, MGGU, 2005, 44 p.

21. Slastunov S. V., Ponizov A. V., Sadov A. P., Khautiev N. P. Hydraulic separation of coal seams for their effective degassing preparation through underground wells. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2020, no. 6-1, pp. 15–25. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-61-0-15-25.

22. Slastunov S. V., Mazanik E. V., Sadov A. P. New technological solutions in the field of preliminary degassing based on active impacts on the coal seam from underground workings. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2016, special edition 1, pp. 107–117. [In Russ].

23. Slastunov S. V., Yutyayev E. P., Mazanik E. V., Sadov A. P., Ponizov A. V. Mine tests of improved technology of underground reservoir degassing using hydraulic fracturing. *Ugol!*. 2016, no. 11, pp. 32–37. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2016-11-32-37.

24. Slastunov S. V., Yutyayev E. P., Mazanik E. V., Sadov A. P. Development and improvement of reservoir degassing technologies for efficient and safe mining of coal seams. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2018, special edition 49, pp. 13–22. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-11-49-13-22.

25. Mazanik E. V., Ponizov A. V., Sadov A. P., Slastunov S. V. Improved technology of preliminary degassing of coal seams based on their hydraulic fracturing. *Znanie*. 2016, no. 5-1(34), pp. 111–116. [In Russ].

26. El'kin V. S. *Razrabotka tekhnologicheskikh skhem otrabotki moshchnykh pologikh ugol'nykh plastov na gazovykh shakhtakh* [Development of technological schemes for mining powerful shallow coal seams in gas mines], Candidate's thesis, Saint-Petersburg, SPbGU, 2012, 21 p.

27. Lupiy M. G. *Obosnovanie tekhnologii kompleksnoy degazatsii vyemochnykh uchastkov pri vysokointensivnoy razrabotke gazonosnykh ugol'nykh plastov* [Substantiation of the technology of complex degassing of excavation sites during high-intensity development of gas-bearing coal seams], Candidate's thesis, Moscow, MGGU, 2010, 23 p.

28. Matniazova G. I., Troeglazova A., Khaydina M. P., Assessment of the influence of inter-layers of host rocks with low permeability on the extraction of methane from coal deposits. *Science and Technology in the Gas Industry*. 2018, no. 3(75), pp. 31 – 41. [In Russ].

29. Lavrukhin E. V., Karsanina M. V., Izmailov A. F., Gerke K. M. Increasing the volume of numerical modeling at the pore scale: the method of subdivision into subcubes when allocating pig-network models. *NEFTEGAZ.RU*. 2019, no. 7(91), pp. 70 – 75. [In Russ].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Коликов Константин Сергеевич¹ — д-р техн. наук,

доцент, зав. кафедрой,

e-mail: kolikovks@mail.ru,

Фан Туан Ань¹ — аспирант,

e-mail: tuananhr1369@gmail.com,

Хусаинов Роман Артурович² — аспирант,

e-mail: khusainov.p@gmail.com,

Матниязова Галина Икромовна² — аспирант,

e-mail: gala.13@bk.ru,

¹ НИТУ «МИСиС»,

² РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина (НИУ).

Для контактов: Коликов К.С., e-mail: kolikovks@mail.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

K.S. Kolikov¹, Dr. Sci. (Eng.),

Assistant Professor, Head of Chair,

e-mail: kolikovks@mail.ru,

Phan Tuan Anh¹, Graduate Student,

e-mail: tuananhr1369@gmail.com,

R.A. Khusainov², Graduate Student,

e-mail: khusainov.p@gmail.com,

G.I. Matniazova², Graduate Student,

e-mail: gala.13@bk.ru,

¹ National University of Science and Technology

«MISiS», 119049, Moscow, Russia,

² Gubkin Russian State University

of Oil and Gas (National Research University),

119991, Moscow, Russia.

Corresponding author: K.S. Kolikov, e-mail: kolikovks@mail.ru.

Получена редакцией 01.07.2022; получена после рецензии 15.09.2022; принята к печати 10.11.2022.

Received by the editors 01.07.2022; received after the review 15.09.2022; accepted for printing 10.11.2022.

